



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Approvisionnement énergétique et monitoring

Potentiels, coûts et impact environnemental des installations de production d'électricité

Synthèse



Date : novembre 2017

Mandant: Office fédéral de l'énergie OFEN, 3003 Berne

Mandataire: PSI – Paul Scherrer Institut

Auteurs: Christian Bauer und Stefan Hirschberg (PSI)

Contact: christian.bauer@psi.ch, stefan.hirschberg@psi.ch

Le rapport principal est disponible sous le lien suivant:

http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/index.html?lang=de&dossier_id=05238

<https://www.psi.ch/ta/reports-and-working-papers>

Le ou les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen, Adresse postale : 3003 Berne

Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ofen.admin.ch



Sommaire

1.	Contexte	4
2.	Potentiels exploitables des énergies renouvelables jusqu'en 2050	4
3.	Coûts de la production d'électricité	6
4.	Aspects environnementaux.....	8



1. Contexte

Aussi bien comme base pour les perspectives énergétiques que pour la veille technologique (mandat légal selon la nouvelle loi sur l'énergie), l'Office fédéral de l'énergie commande régulièrement des études sur les **potentiels**, les **coûts** et l'**impact environnemental des technologies de production de l'électricité**. Elles portent aussi sur des technologies qui, si elles ne sont pas envisageables pour la production indigène, pourraient être importantes à l'avenir pour les importations d'électricité (p. ex. centrales houlomotrices, éoliennes *offshore*). Outre les procédés de production traditionnels, elles recensent aussi les nouvelles technologies qui ne sont pas encore commercialisables et pour lesquelles il est difficile d'estimer si elles pourront un jour percer et contribuer à l'approvisionnement de la Suisse en électricité de manière notable (p. ex. fusion nucléaire).

Concrètement, la présente étude de l'Institut Paul Scherrer (PSI) – menée également dans le cadre du SCCER-SoE et du SCCER BIOSWEET¹ – a analysé les technologies suivantes : grandes centrales hydrauliques, petites centrales hydrauliques, éoliennes (*onshore* et *offshore*), installations photovoltaïques, transformation de la biomasse en électricité, centrales géothermiques (petrothermales), centrales houlomotrices et marémotrices, centrales solaires thermiques, centrales nucléaires, centrales au gaz naturel et à charbon, centrales de cogénération (couplage chaleur-force), piles à combustible et «nouvelles» technologies (méthanisation hydrothermale de la biomasse aqueuse, technologies géothermiques non-conventionnelles, fusion nucléaire et production de courant thermoélectrique visant une utilisation stationnaire des rejets de chaleur).

L'étude montre les potentiels de production, les coûts et l'impact environnemental pour un horizon allant d'aujourd'hui à 2050. Elle n'englobe pas l'interaction entre les différentes technologies (aspects systémiques) ni les coûts externes (p. ex. coûts sanitaires résultant de la pollution de l'air, coûts non assurés en raison d'accidents potentiels).

La présente synthèse offre un aperçu concis des principaux résultats de l'étude pour la Suisse. Pour plus d'informations, il est possible de consulter le résumé détaillé contenant des fiches de données spécifiques aux technologies ainsi que les différentes sections du rapport. La plupart des chiffres indiqués dans cette synthèse sont valables sous certaines hypothèses et conditions-cadres (cf. fiches de données et rapport).

2. Potentiels exploitables des énergies renouvelables jusqu'en 2050

Le **Tableau 1**: Potentiels exploitables des installations de production d'électricité renouvelable pour la Suisse (en TWh/a) montre les potentiels exploitables pour la production d'électricité avec des technologies renouvelables en Suisse jusqu'en 2050. Le potentiel exploitable correspond à la part du potentiel technique qui remplit les critères «écologique» et «économique». Les critères sociétaux tels que l'acceptation sont en partie pris en compte. Ces derniers varient cependant dans le temps et sont donc grevés de nombreuses incertitudes. D'un point de vue théorique, l'énergie nucléaire et les centrales fossiles ont un potentiel technique illimité ; leurs potentiels exploitables dépendent de diverses conditions-cadres et ne sont pas quantifiés dans la présente analyse. Pour des raisons politiques, l'énergie nucléaire et les centrales à charbon ne constituent pas une option envisageable pour la production d'électricité future en Suisse. Mais l'électricité produite à partir de ces technologies et d'autres encore peut être importée.

¹ Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE); Swiss Competence Center for Bioenergy Research (SCCER BIOSWEET).

**Tableau 1:** Potentiels exploitables des installations de production d'électricité renouvelable pour la Suisse (en TWh/a)

Technologie	Production 2015/2016	2035	2050
Grande hydraulique ²	32.7	32.7-34.0	32.7-34.0
Petite hydraulique ³	3.5	4.3-5.5	4.3-5.5
Éolien	0.1	0.7-1.7	1.4-4.3
Photovoltaïque ⁴	1.1	5.5-16	11-19
CCF au bois	0.1	0.1-0.6	0.1-1.1
Installations de biogaz agricoles	0.1	0.1-0.7	0.1-1.3
Géothermie profonde	Non existant	probablement pas encore disponible à grande échelle	4.5 (objectif)

Le tableau ci-dessus indique le potentiel de production d'électricité exploitable par technologie ; ce dernier comprend la production actuelle ainsi que la nouvelle production exploitable.

Parmi les énergies renouvelables en Suisse, les **installations photovoltaïques** présentent le plus grand potentiel de développement pour 2035 et 2050, même si cette étude ne tient compte que des installations sur toiture et que la fourchette est relativement grande. Contrairement à d'autres énergies renouvelables, il y a moins de problèmes d'acceptation pour le photovoltaïque et une large exploitation du potentiel semble plus réaliste. Mais il faut des mesures appropriées permettant d'intégrer dans le système de grandes quantités de courant photovoltaïque issu d'installations décentralisées à la production irrégulière. Les **éoliennes** ont également un potentiel de développement substantiel pour les deux années de référence. A long terme (2050), la production d'électricité issue de la **géothermie profonde** pourrait aussi posséder un potentiel considérable, mais cette option est grevée de grandes incertitudes techniques. A moyen terme (2035), la géothermie profonde ne semble pas disponible à grande échelle en raison des obstacles techniques (en particulier les risques sismiques), économiques et sociétaux qui existent aujourd'hui. Pour la **production d'électricité à partir de biomasse**, le tableau ci-dessus choisit deux technologies qui pourraient se révéler intéressantes pour la Suisse en 2035 ou 2050 : pour l'heure, seule une petite partie du lisier généré par l'agriculture est exploitée sur le plan énergétique. Pour la biomasse ligneuse aussi, une partie du bois qui n'est utilisé aujourd'hui qu'à des fins thermiques dans les CCF peut permettre de produire davantage d'électricité. Pour la biomasse (ligneuse et humide), il ne faut pas oublier que ces agents énergétiques peuvent

² Prise en compte de la diminution de la production de 1260 GWh/a en raison de la loi sur la protection des eaux.

³ L'OFEN table sur un potentiel supplémentaire de 1,3 à 1,6 TWh/a.

⁴ Ces chiffres sont valables pour des installations photovoltaïques sur toiture ; le potentiel des installations en façade remplissant les critères « écologiques » est estimé entre 3 et 5.6 TWh/a. Les installations isolées ne sont pas prises en compte pour des raisons d'acceptation.



aussi servir de pellets ou de biogaz dans la production thermique ou les transports, où la rentabilité est peut-être meilleure grâce aux conditions logistiques et à la politique énergétique (exemption de la taxe sur le CO₂, etc.). Plusieurs utilisations sont donc en concurrence pour le même potentiel de biomasse. Les potentiels des usines d'incinération des ordures ménagères et des stations d'épuration ne figurent pas dans ce résumé, car leur potentiel de développement est minime. Pour ces installations, les nouvelles technologies permettent en général d'augmenter le rendement. Il y a aussi un certain potentiel de développement pour la **grande hydraulique**. Le développement de la force hydraulique dépendra principalement du cadre économique et politique. Il ne faut toutefois plus s'attendre à des progrès technologiques substantiels, mais à des gains d'efficacité en cas de rénovation. Le potentiel de l'électricité produite par les **petites centrales hydrauliques** est relativement faible, mais non négligeable. Son développement dépend surtout du soutien de l'Etat et de l'acceptation par l'opinion publique, car ce courant est cher et que de nouvelles centrales se heurtent souvent à l'opposition de la population.

3. Coûts de la production d'électricité

Les deux tableaux suivants montrent les coûts de production de l'électricité actuels et futurs pour les principaux types de centrale. Le Tableau 2: Coûts de revient pour les nouvelles installations de production d'électricité construites en Suisse (en ct./kWh) ainsi que l'énergie éolienne offshore à l'étranger. indique les coûts de revient des installations de production d'électricité avec des technologies renouvelables (principalement en Suisse). Le Tableau 3: Coûts de revient pour les nouvelles installations de production d'électricité conventionnelles principalement dans les pays européens (en ct./kWh). indique les coûts de revient pour des installations conventionnelles de production d'électricité, construites à moyen terme plutôt dans les pays européens⁵. Les coûts de revient détaillés de toutes les installations figurent dans le rapport principal. Les coûts de revient de l'électricité sont recensés par le biais de la méthode des *levelized costs of electricity (LCOE)*. Pour ce faire, les coûts futurs sont actualisés et comprennent les éléments suivants : coûts de construction globaux, frais d'exploitation sur toute la durée de vie (coûts du combustible, frais d'exploitation et d'entretien fixes et variables), coûts de démantèlement à la fin de la durée de vie, coûts de capital (calculés uniformément avec des intérêts de 5%). Les fourchettes indiquées reflètent la variabilité des coûts de production en raison des conditions spécifiques aux sites (p. ex. rendements annuels des installations photovoltaïques et éoliennes), des caractéristiques des technologies (p. ex. rendements et puissances des centrales) et des coûts de la biomasse. Les coûts des émissions de CO₂⁶ et d'autres coûts externes ne sont pas pris en compte. Les coûts de production indiqués comprennent les crédits attribués pour l'exploitation des rejets de chaleur⁷ pour les CCF à biomasse et au gaz naturel, les piles à combustible et les installations de biogaz agricoles ; ces technologies sont en général exploitées de sorte qu'une partie des rejets de chaleur puisse être vendue ou utilisée en interne.

Tandis que les coûts de la force hydraulique, des CCF au bois, des installations de biogaz agricoles et de la production d'électricité fossile devraient augmenter d'ici 2050, les coûts de revient du photovoltaïque devraient diminuer de moitié, un peu moins pour l'éolien, et atteindre en gros le niveau de coûts de la grande hydraulique d'ici 2050. Les coûts de revient de l'électricité issue des centrales à

⁵ Après l'acceptation par le Peuple suisse le 25 mai 2017 de la stratégie énergétique 2050, la construction de nouvelles centrales nucléaires est, d'après la loi sur l'énergie nucléaire révisée, interdite. L'importance à moyen terme des centrales à gaz à cycle combiné en Suisse dépendra de la conception future du marché de l'électricité et de la politique climatique.

⁶ Les coûts de certificats de CO₂ sont très faibles à l'heure actuelle et ainsi négligeables. Une estimation des futurs prix du CO₂ n'entrait pas dans le cadre de la présente étude.

⁷ Les recettes issues de la vente de chaleur influence de manière substantielle la rentabilité des installations qui produisent de l'électricité et de la chaleur ; les crédits attribués aux rejets de chaleur permettent de tenir compte de cela.



gaz à cycle combiné resteront à peu près aussi élevés que ceux des petites installations photovoltaïques ou de l'énergie éolienne si l'on ne tient pas compte des coûts du CO₂. Si l'on ne prend pas en compte ces coûts, l'électricité issue de centrales à charbon restera aussi relativement bon marché à l'avenir⁸.

Tableau 2: Coûts de revient pour les nouvelles installations de production d'électricité construites en Suisse (en ct./kWh) ainsi que l'énergie éolienne offshore à l'étranger.

Technologie	Nouvelles installations		
	aujourd'hui	2035	2050
Grande hydraulique ⁹	7-30	7-30	7-30
Petite hydraulique	12-28	14-33	14-34
Eolien suisse	13-21	10-17	9-15
Eolien offshore	13-27	12-23	10-20
Photovoltaïque : 10 kW	18-31	9-22	8-19
1000 kW	8-13	4-10	3-9
CCF au bois ¹⁰	18-36	18-41	18-45
Installations de biogaz agricoles ¹¹	20-49	18-50	16-51
Géothermie profonde ¹²	non disponible	16-58	13-47

Tableau 3: Coûts de revient pour les nouvelles installations de production d'électricité conventionnelles principalement dans les pays européens (en ct./kWh)¹³.

Technologie	Nouvelles installations		
	aujourd'hui	2035	2050
Energie nucléaire	5.1 - 12.5 ¹⁴	5.1-12.2 ¹⁵	n.d. ¹⁶
Centrales à gaz à cycle combiné (GuD)	10.8-12.3	12.9-14.2	14.5-16
GuD avec capture du CO ₂	non disponible	15.3-17.7	17.3-19.8
CCF au gaz naturel: 10 kW _{el}	22-45	23-45	23-45
1000 kW _{el}	10-15	12-17	17-20
Piles à combustible: 1 kW _{el}	65-125	23-64	19-46
300 kW _{el}	22-70	14-37	13-24
Centrales à charbon (étranger)	3.9-8.3	4.2-8.7	4.4-8.9
Charbon avec capture du CO ₂	non disponible	6.3-10.4	5.5-10.6

⁸ Les coûts de revient d'une centrale à gaz ou à charbon augmentent d'environ 0.5 ct./kWh resp. 1 ct./kWh (estimations de l'OFEN) avec un prix du CO₂ de 10 francs par tonne.

⁹ Les centrales au fil de l'eau et les centrales à accumulation ne sont pas différenciées faute de données spécifiques. Les coûts de production des centrales existantes oscillent entre 2 et 10 ct./kWh.

¹⁰ Avec les crédits attribués pour l'exploitation des rejets de chaleur.

¹¹ Avec les crédits attribués pour l'exploitation des rejets de chaleur.

¹² Sans les crédits attribués pour l'exploitation des rejets de chaleur, car il s'avère difficile de trouver des consommateurs pour de grandes quantités de chaleur.

¹³ Les coûts des combustibles (gaz naturel ou charbon) adoptés se rapportent à la Suisse.

¹⁴ Nouveaux réacteurs GEN III/III+ comme ceux construits actuellement, principalement en Asie (Chine, Corée du Sud entre autres).

¹⁵ Gen III(+) ou *small modular reactors* (SMR).

¹⁶ Faute de données fiables, aucune estimation n'est possible pour les réacteurs de quatrième génération en 2050.



La présente étude a aussi fait des hypothèses sur l'évolution des prix des énergies fossiles, qui sont par exemple importantes pour les centrales à gaz à cycle combiné et les installations de CCF. Elles se fondent pour l'essentiel sur les données du *World Energy Outlook 2016* de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Le Tableau 4: Hypothèses concernant l'évolution des prix de l'énergie pour l'industrie selon les données de l'AIE (en CHF par MWh). suivant montre l'évolution des prix admise en CHF par MWh pour les consommateurs industriels suisses. Ces prix s'entendent sans taxes ni impôts. Les prix du charbon et du gaz naturel, principaux agents énergétiques pour la production traditionnelle d'électricité, devraient augmenter de moitié environ d'ici 2050.

Tableau 4: Hypothèses concernant l'évolution des prix de l'énergie pour l'industrie selon les données de l'AIE (en CHF par MWh)¹⁷.

Agent énergétique	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Charbon	13.1	18.4	19.0	19.7	20.2	20.6	21.0	21.4
Huiles légères	45.6	53.5	63.9	73.5	78.2	82.3	85.1	87.4
Huiles lourdes	31.0	50.0	56.5	62.0	64.6	66.9	68.5	69.8
Gaz naturel	55.7	57.1	64.6	71.7	74.6	76.9	78.9	80.5

4. Aspects environnementaux

La quantification et l'évaluation de l'impact environnemental en lien avec la production d'électricité se fondent sur la méthode de l'écobilan (*life cycle assessment*, LCA) et comprennent donc les chaînes énergétiques complètes, y c. l'extraction et la mise à disposition des agents énergétiques, l'infrastructure, etc.

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) et leur effet sur le changement climatique sont utilisés dans la présente étude comme indicateur environnemental primaire pour les technologies de production d'électricité actuelles et futures. D'autres impacts environnementaux des technologies actuelles sont présentés et discutés dans le rapport principal. La méthode de l'écobilan permet de quantifier l'impact environnemental d'une «exploitation normale» des centrales et des chaînes d'approvisionnement en combustible. Les conséquences possibles d'accidents graves ne sont pas prises en compte. La méthode ne permet pas de mesurer l'impact environnemental local et spécifique aux sites, à l'instar des écosystèmes locaux pour les petites centrales hydrauliques. Le Tableau 5 montre les émissions de gaz à effet de serre de la production d'électricité avec des technologies actuelles et futures. Les fourchettes indiquées reflètent la variabilité concernant les facteurs de localisation (p. ex. rendement annuel des installations photovoltaïques et éoliennes en Suisse), des caractéristiques des technologies (p. ex. rendements, puissances des centrales) et des propriétés des combustibles. Pour les

¹⁷ Les indications de prix dans le rapport sont en CHF₂₀₁₅ par GJ. Il y a aussi des indications sur les prix de l'énergie en Europe et dans d'autres secteurs (ménages, circulation routière).



CCF et les piles à combustible, les émissions sont réparties (allouées) à l'aide de la teneur en exergie¹⁸ de l'électricité et de la chaleur.

Dans la comparaison des technologies, la production d'électricité des centrales hydrauliques, des centrales nucléaires et des éoliennes génère le moins d'émissions de gaz à effet de serre. L'électricité produite par les centrales à charbon implique le plus. Les émissions de gaz à effet de serre des centrales à cycle combiné au gaz naturel et des centrales à charbon pourraient être réduites de manière substantielle à l'avenir grâce à la capture du CO₂. Pour la plupart des technologies, on peut supposer que les émissions de gaz à effet de serre diminueront d'ici 2050. A l'exception de la force hydraulique et de l'énergie nucléaire – où il n'y a guère de potentiel de réduction. La réduction des concentrations en uranium pourrait en rendre l'extraction bien plus onéreuse et même conduire à une hausse des émissions. Le facteur de la moins bonne disponibilité des ressources pourrait aussi entraîner une augmentation des émissions pour les centrales au gaz naturel et à charbon.

Tableau 5: Emissions de gaz à effet de serre des technologies de production d'électricité actuelles et futures (en g éq-CO₂/kWh).

Technologie	Nouvelles installations	
	aujourd'hui	2050
Centrale au fil de l'eau	5-10	5-10
Centrale à accumulation	5-15	5-15
Petite hydraulique	5-10	5-10
Eolien suisse	8-27	5-30
Eolien offshore (importation)	8-16	5-20
Photovoltaïque: multicristallin	39-69	7-45
monocristallin	62-109	11-71
couche mince	25-43	8-30
Combustion et gazéification du bois	10-120	10-100
Installations de biogaz agricoles ¹⁹	150-450	NN
Géothermie profonde	Non existant	27-84
Energie nucléaire	10-20	5-40
Centrales à gaz à cycle combiné (GuD)	387-400	346-363
GuD avec capture du CO ₂	Non existant	70-100
CCF au gaz naturel: 10 kW _{el}	583-633	546-601
1000 kW _{el}	459-500	423-468
Piles à combustible: 1 kW _{el}	560-780	440-570
300 kW _{el}	370-650	340-450
Centrales à charbon (étranger)	823-1022	734-850
Charbon avec capture du CO ₂	non disponible	34-214

¹⁸ L'exergie permet de mesurer la qualité de l'énergie ; l'électricité a plus de valeur que la chaleur, notamment lorsqu'il s'agit de basses températures

¹⁹ Les émissions de gaz à effet de serre des installations de biogaz sont grevées de grandes incertitudes en raison des possibles émanations de méthane.